УДК 550.361:553.982

АНАЛИЗ ВЗАИМОСВЯЗИ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА И ПЛОТНОСТИ НЕФТЕЙ С ГЕОТЕРМИЧЕСКИМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ НЕФТЕНОСНЫХ ТЕРРИТОРИЙ

Ю.М. Полищук, И.Г. Ященко

Институт химии нефти СО РАН, г. Томск
E-mail: sric@ipc.tsc.ru

Проведен анализ взаимосвязи химического состава и плотности нефтей с уровнем теплового потока Земли на нефтеносных территориях с использованием карты геотермического и нефтегазоносного районирования территории и глобальной базы данных о физико-химических характеристиках нефтей. Показано, что как в глобальном масштабе, так и на территории России плотность и содержание серы, смол и асфальтенов в нефтях уменьшается с увеличением уровня теплового потока, а содержание парафинов увеличивается. Установлено, что на нефтеносных территориях России с высоким уровнем теплового потока располагаются в основном кайнозойские и мезозойские нефти, а в областях с низким уровнем – палеозойские и протерозойские, что, вероятно, обусловлено тектоническими процессами. Наибольшее число уникальных и крупных месторождений нефти и газа располагаются на территориях с высоким уровнем теплового потока.

Введение

В практике нефтяной геологии районирование территорий по уровню теплового потока (УТП) и изучение связи теплового режима планеты с изменением физико-химических свойств нефтей являются важными проблемами, привлекающими внимание специалистов. Изучением тепловых потоков занимались многие ученые, в частности, В.Т. Балобаев, Н.Л. Добрецов, А.Д. Дучков, А.Г. Кирдяшкин, А.Р. Курчиков, С.В. Лысак, Я.Б. Смирнов, А.А. Смыслов и др. [1–11]. В [12] выявлена взаимосвязь вязкости нефтей с УТП. Представляет интерес изучение взаимосвязи химического состава и плотности нефтей с геотермическими характеристиками нефтеносных территорий, что и явилось целью настоящей работы.

Анализ проведен как в глобальном масштабе, так и на нефтегазоносных территориях России с применением геостатистического подхода [13, 14] и средств геоинформационных систем. В исследованиях использованы картографические материалы геотермического и нефтегазоносного районирования и информация, накопленная в глобальной базе данных по химии нефти [14–17], созданной в Томском институте химии нефти СО РАН и имеющей более 15600 записей по свойствам нефтей из всех основных нефтегазоносных бассейнов мира.

Анализ пространственного и временного распределения нефтей в зависимости от уровня теплового потока на нефтегазоносных территориях мира

Пространственное распределение тепловых потоков имеет сложный характер и определяется совокупным действием тектонических, физико-географических и других факторов [18]. Проведенный анализ в [7, 8, 11] распределения теплового поля Земли позволил определить статистические характеристики уровня теплового потока для континентов и океанов. В табл. 1 представлено распределение теплового потока на различных континентах,

из которой видно, что континентом с наиболее высоким среднестатистическим значением УТП является Австралия, а Африка характеризуется самым низким его значением [11].

Таблица 1. *Общая характеристика УТП на разных континентах*

Континент	Площадь, млн км^2	УТП, мВт/м^2	Интервал изменений УТП, мВт/м^2
Австралия	7,7	75,5±11,6	38...180
Америка	42,5	66,4±3,8	19...126
Азия	43,4	51,2±3,0	4...147
Европа	10,5	50,5±2,0	13...176
Африка	30,0	45,8±8,0	8...101

Прежде чем исследовать свойства нефтей в зависимости от геотермического режима земной коры проведем анализ взаимосвязи нефтегазоносности территорий с УТП путем сопоставления карты геотермического районирования с картой нефтегазоносности мира. Для упрощения анализа введем три группы областей с различным УТП: области с высоким, средним и низким уровнем.

На рис. 1 представлена карта-схема размещения областей низкого, среднего и высокого уровня теплового потока на основе материалов [11]. Путем сопоставления карто-схем геотермического и нефтегазоносного районирования (рис. 1) определены совокупности месторождений, которые попали в области с различным по уровню тепловым потоком. Дальнейший анализ взаимосвязи нефтегазоносности территорий с тепловым потоком проводился для сформированных таким образом групп месторождений. Результаты исследования распределения месторождений по трем группам областей с различным УТП представлены в табл. 2.

Таблица 2. *Распределение месторождений углеводородов в зависимости от УТП*

Уровень теплового потока	Площадь зон, млн км^2	Количество месторождений (% от общего кол-ва месторождений)
Высокий	41,13	3624 (56,9)
Средний	18,42	2733 (42,9)
Низкий	5,25	11 (0,2)

Как видно из табл. 2, в областях с высоким по уровню тепловым потоком, занимающих общую площадь более 40 млн км^2, расположено большинство месторождений (около 57 % от общего числа месторождений). Около 43 % месторождений (от их общего числа) размещены в областях со средним уровнем. И только ничтожно малая часть месторождений (0,2 %) попадает в области с низким УТП.

В табл. 3 представлена общая информация о распределении числа месторождений углеводородов [19] по соответствующим областям с разным геотермическими характеристиками. Как видно из табл. 3, доли уникальных и крупных месторождений по объемам запасов нефти в областях с высоким и средним УТП достаточно высоки и составляют в сумме более 50 % от общего количества нефтяных месторождений, а доли мелких и очень мелких по запасам нефти местрождений в обеих областях малы и равны 13 и 9 % соответсвенно.

По объемам запасов газа количество уникальных и крупных месторождений меньше и составляет 28,5 % для области с высоким уровнем теплового потока и 34,5 % для области со средним УТП, а доли мелких и очень мелких месторождений по сравнению с нефтяными месторождениями более высокие – около 38 % в областях с высоким уровнем и 26 % в областях со средним уровнем.

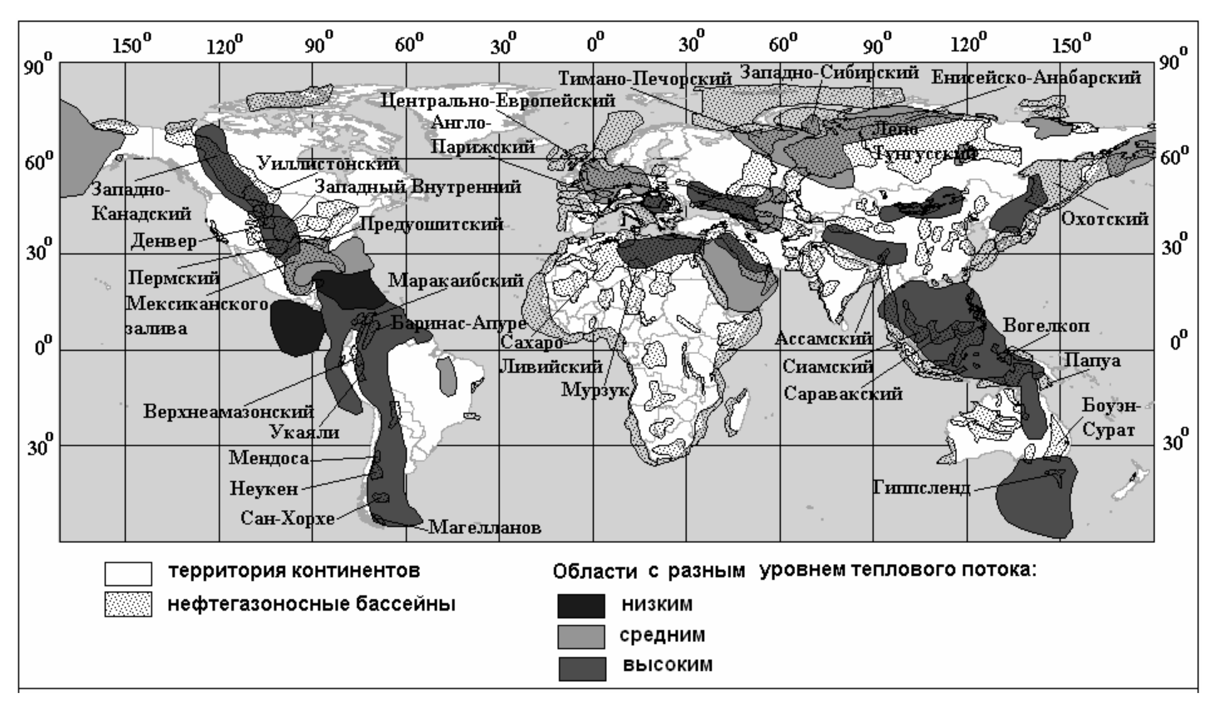


Рис. 1. *Совмещение схемы районирования нефтегазоносных территорий мира по уровню теплового потока со схемой пространственного размещения основных нефтегазоносных бассейнов*

Таблица 3. Распределение месторождений по запасам углеводородов в зависимости от УТП

Классификация месторождений по объемам запасов углеводородов	Доля от общего числа месторождений, %	
	Нефтяных	Газовых
В областях с высоким УТП		
Уникальные (более 300 млн т нефти, более 500 млрд. м^3 газа)	13,6	1,3
Крупные (от 30 до 300 млн т нефти, от 30 до 500 млрд. м^3 газа)	38,9	27,2
Средние (от 3 до 30 млн т нефти, от 3 до 30 млрд. м^3 газа)	34,2	33,8
Мелкие (от 1 до 3 млн т нефти, от 1 до 3 млрд. м^3 газа)	2,7	13,9
Очень мелкие (менее 1 млн т нефти, менее 1 млрд. м^3 газа)	10,5	23,8
В областях со средним УТП		
Уникальные (более 300 млн т нефти, более 500 млрд. м^3 газа)	10,6	6,3
Крупные (от 30 до 300 млн т нефти, от 30 до 500 млрд. м^3 газа)	43,5	28,2
Средние (от 3 до 30 млн т нефти, от 3 до 30 млрд. м^3 газа)	36,5	39,4
Мелкие (от 1 до 3 млн т нефти, от 1 до 3 млрд. м^3 газа)	2,4	14,1
Очень мелкие (менее 1 млн т нефти, менее 1 млрд. м^3 газа)	7,0	12,0

В табл. 4 представлена общая информация о распределении нефтей по геологическому возрасту и по их принадлежности к областям с разным УТП (высоким, средним и низким). Так, в областях высокого уровня теплового потока большинство нефтей (около 42 %) залегает в кайнозойских отложениях, а мезозойские и палеозойские нефти представлены в приблизительно равных долях (29 и 23 % соответственно), протерозойских нефтей ничтожно мало (0,2 %). На нефтегазоносных территориях с тепловым потоком среднего уровня мезозойские нефти составляют уже около 72 %, а доли кайнозойских и палеозойских нефтей уменьшились до 4,3 и 13,7 % соответственно, протерозойских нефтей меньше 0,1 %. В области с низким тепловым потоком залегают только мезозойские нефти.

Таблица 4. Распределение нефтей по геологическому возрасту и УТП

Уровень теплового потока	Объем выборки	Распределение нефтей по возрасту (% от объема выборки)			
		Протерозой	Палеозой	Мезозой	Кайнозой
Высокий	3111	5 (0,2)	714 (23)	892 (28,7)	1320 (42,4)
Средний	4301	2 (0,05	590 (13,7)	3112 (72,4)	185 (4,3)
Низкий	30	–	–	30 (100)	–

Анализ пространственного и временного распределения нефтей России в зависимости от уровня теплового потока

На рис. 2 приведена карта-схема геотермического районирования территорий России, на которую «наложены» границы нефтегазоносных бассейнов. Для удобства представления и интерпрета-

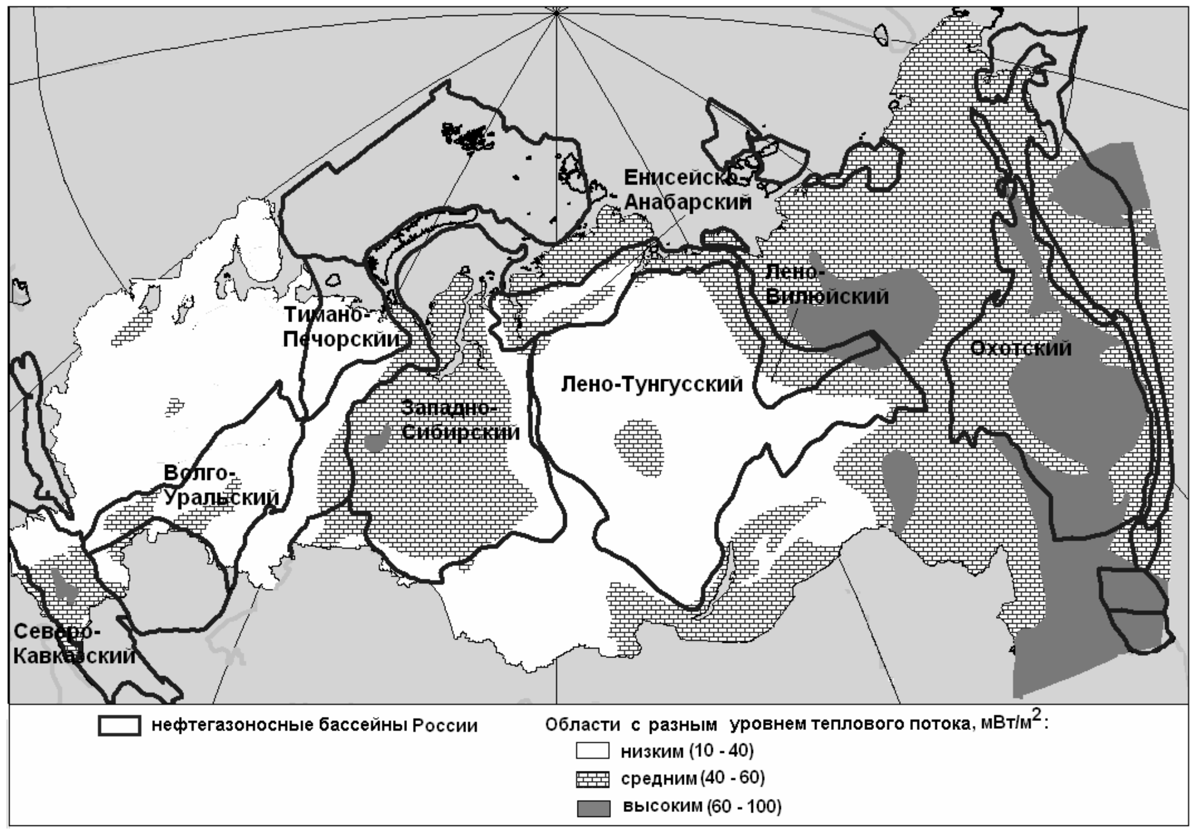


Рис. 2. Районирование нефтегазоносных территорий России по областям с разным уровнем теплового потока

ции результатов анализа будем рассматривать, как и в предыдущем разделе, три области с уровнями теплового потока:

- низкого – от 10 до 40 мВт/м^2,
- среднего – от 40 до 60 мВт/м^2,
- высокого – от 60 до 100 мВт/м^2.

Сопоставление пространственного распределения областей теплового потока с различным уровнем на территории России (рис. 2) показывает, что общая площадь области со средним УТП является наибольшей, а области с высоким УТП имеют наименьшую общую площадь. Результаты анализа на основе сопоставления картографических схем геотермического районирования и нефтегазоносности представлены в табл. 5.

Таблица 5. *Распределение числа месторождений России по областям различного УТП*

Уровень теплового потока	Площадь зон, млн км^2	Количество месторождений (% от общего количества месторождений)	Концентрация месторождений на 1 млн км^2
Высокий	2,71	149 (5,7)	55,06
Средний	9,0	1341 (51,6)	149
Низкий	8,11	1109 (42,7)	136,74

Как видно из табл. 5, на территории России в областях теплового потока с высоким и средним уровнем, занимающих общую площадь более 2,7 и 9 млн км^2 соответственно, расположено большинство месторождений (57 %) от общего числа месторождений, попавших в рассматриваемые зоны. Остальные 43 % месторождений от их общего числа размещены в областях с низким УТП. Концентрация месторождений является наибольшей во второй области.

В табл. 6 представлена общая информация о распределении нефтей России по геологическому возрасту в соответствующих областях с разным геотермическими характеристиками. Так, в области высокого уровня теплового потока большинство нефтей (97 %) залегает в кайнозойских и мезозойских отложениях, палеозойских нефтей меньше всего – 2,9 %, а протерозойские вовсе отсутствуют. На нефтегазоносных территориях с тепловым потоком среднего уровня доля кайнозойских и мезозойских нефтей уменьшается и составляет в совокупности около 75 %, а доля палеозойских и протерозойских по сравнению с их количеством в области высокого УТП увеличилась почти в 3 раза и составляет в сумме около 22 %.

В области с низким тепловым потоком характер распределения нефтей по возрасту изменился на противоположный по сравнению с распределением нефтей в области теплового потока с высоким уровнем, а именно: количество палеозойских и протерозойских нефтей наибольшее и в сумме их доли составляют около 77 %, а суммарная доля кайнозойских и мезозойских равна всего 11,7 %. Следовательно, как на нефтегазоносных территориях мира по данным табл. 4, так и на территории России по данным табл. 6 прослеживается тенденция изменения возраста нефтей в зависимости от УТП, а именно: уменьшение теплового потока по уровню сопровождается увеличением возраста нефтей. Это может быть объяснено общими геологическими процессами в земной коре – чем больше идущий снизу тепловой поток, тем значительнее рост температуры в осадках, тем больше выделяется углеводородов из нефтематеринских пород. В областях палеозойского нефтенакопления в осадочных чехлах древних платформ, которые являются тектонически стабильными структурами континентов, тепловой поток стабилизировался до минимальных значений, а области мезо-кайнозойского нефтенакопления (молодые структуры, подвижные пояса) отличаются повышенным уровнем теплового потока и, согласно [11], являются структурами, потенциально мобилизующими и аккумулирующими углеводороды из осадков.

Таблица 6. *Распределение нефтей России по возрасту в зависимости от уровня теплового потока*

Уровень теплового потока	Объем выборки	Распределение нефтей по возрасту (% от объема выборки)			
		Протерозой	Палеозой	Мезозой	Кайнозой
Высокий	140	–	4 (2,9)	98 (70)	38 (27,1)
Средний	4518	6 (0,1)	973 (21,5)	2635 (58,3)	335 (7,4)
Низкий	3072	381 (12,4)	1986 (64,7)	94 (3,1)	264 (8,6)

Взаимосвязь физико-химических характеристик нефтей и уровня теплового потока

Проведем анализ физико-химических свойств нефтей мира в зависимости от уровня теплового потока. В табл. 7 приведена общая характеристика физико-химических свойств нефтей. Как видно из табл. 7, нефти в областях теплового потока с высоким уровнем в среднем являются согласно классификации нефтей по физико-химическим свойствам [14, 17], среднесернистыми (0,5...1 %), среднепарафинистыми (5...10 %), среднесмолистыми (8...13 %) и малоасфельтенистыми (<3 %) и имеющими среднюю плотность (0,84...0,88 г/см^3). В областях со средним УТП нефти являются также среднесернистыми, среднепарафинистыми, среднесмолистыми и малоасфельтенистыми и имеющими среднюю плотность. А вот в областях низкого уровня наблюдается явное изменение свойств нефтей в среднем: они стали тяжелыми (>0,88 г/см^3), сернистыми (1...3 %), высокосмолистыми (>13 %) и высокоасфальтенистыми (>10 %). Следовательно, с увеличением уровня теплового потока нефти становятся более легкими, уменьшается содержание в них серы, смол и асфальтенов.

Проведем анализ физико-химических свойств нефтей России в зависимости от уровня теплового потока. В табл. 8 дана общая характеристика физико-химических свойств нефтей с учетом их принадлежности к областям с разным тепловым уров-

нем. Как видно из табл. 8, нефти из областей с высоким УТП в среднем являются малосернистыми (<0,5 %), высокопарафинистыми (>10 %), малосмолистыми (<8 %) и малоасфельтенистыми (<3 %) со средней плотностью (0,84...0,88 г/см³).

Таблица 7. *Физико-химические свойства нефтей мира в зависимости от УТП*

Показатель	Статистические характеристики	Уровень теплового потока		
		высокий	средний	низкий
Содержание серы	Среднее значение, мас. %	0,57	0,61	2,58
	Доверительный интервал	0,06	0,03	0,97
	Объем выборки	1630	2196	14
Содержание парафинов	Среднее значение, мас. %	7,96	5,24	–
	Доверительный интервал	0,52	0,25	–
	Объем выборки	1323	2124	–
Содержание смол	Среднее значение, мас. %	8,11	6,87	15,21
	Доверительный интервал	0,44	0,22	3,18
	Объем выборки	881	2000	14
Содержание асфальтенов	Среднее значение, мас. %	1,44	1,54	10,17
	Доверительный интервал	0,16	0,10	4,74
	Объем выборки	931	1954	13
Плотность нефти	Среднее значение, г/см³	0,85	0,84	0,90
	Доверительный интервал	0,002	0,002	0,04
	Объем выборки	2329	2871	19

В областях со средним уровнем теплового потока свойства нефтей изменились в сторону увеличения содержания серы, смол и асфальтенов, плотности и уменьшения содержания парафинов почти в 3 раза. Эти нефти являются среднесернистыми (0,5...1 %), среднепарафинистыми (5...10 %), малосмолистыми и малоасфельтенистыми и имеют среднюю плотность.

В областях теплового потока с низким уровнем наблюдаются еще более выраженные изменения свойств нефтей – нефти стали среднесмолистыми (8...13 %), с увеличенным содержанием серы и асфальтенов (почти в 2 раза) и малопарафинистыми (<5 %) и имеют среднюю плотность. Следовательно, по данным табл. 8 можно сделать вывод о том, что свойства нефтей на территории России с уменьшением УТП значительно изменяются – содержание серы увеличивается в 5 раз, смол и асфальтенов – в 2 раза, при этом увеличивается плотность нефтей, но в то же время уменьшается содержание парафинов почти в 3 раза.

Таблица 8. *Физико-химические свойства нефтей России в зависимости от УТП*

Показатель	Статистические характеристики	Уровень теплового потока		
		высокий	средний	низкий
Содержание серы	Среднее значение, мас. %	0,34	0,76	1,59
	Доверительный интервал	0,06	0,03	0,05
	Объем выборки	118	2560	2160
Содержание парафинов	Среднее значение, мас. %	12,68	4,40	4,03
	Доверительный интервал	1,94	0,16	0,14
	Объем выборки	111	2499	1999
Содержание смол	Среднее значение, мас. %	5,15	6,57	11,76
	Доверительный интервал	0,80	0,22	0,37
	Объем выборки	111	2220	1847
Содержание асфальтенов	Среднее значение, мас. %	1,14	1,36	2,83
	Доверительный интервал	0,28	0,06	0,14
	Объем выборки	115	2199	1906
Плотность нефти	Среднее значение, г/см³	0,839	0,840	0,86
	Доверительный интервал	0,007	0,002	0,002
	Объем выборки	139	2971	2466

Заключение

С использованием статистического подхода к анализу данных проведены исследования изменения химического состава и физических свойств нефтей в зависимости от геотермического районирования. Проведен анализ взаимосвязи химического состава и плотности нефтей с уровнем теплового потока на нефтеносных территориях с использованием картосхем геотермического и нефтегазоносного районирования территории и глобальной базы данных о физико-химических характеристиках нефтей. Показано, что как в глобальном масштабе, так и на территории России, с увеличением уровня теплового потока плотность и содержание серы, смол и асфальтенов в нефтях уменьшается, а содержание парафинов увеличивается. Показано, что на нефтеносных территориях России с высоким уровнем теплового потока располагаются в основном кайнозойские и мезозойские нефти, в областях со средним уровнем – мезозойские и палеозойские, а в областях с низким уровнем – палеозойские и протерозойские. Наибольшее число уникальных и крупных месторождений нефти и газа располагаются на территориях с высоким уровнем теплового потока, а мелкие месторождения связаны с территориями с низким уровнем.

Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ «Обь» (проект № 05-05-98009).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Балобаев В.Т. Геотермия мерзлой зоны литосферы севера Азии. – Новосибирск: Наука, 1991. – 194 с.
2. Девяткин В.И. Тепловой поток криолитозоны Сибири. – Новосибирск: Наука, 1993. – 165 с.
3. Добрецов Н.Л., Кирдяшкин А.Г., Кирдяшкин А.А. Глубинная геодинамика. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2001. – 409 с.
4. Дучков А.Д., Соколов Л.С., Балобаев В.Т. и др. Тепловой поток и геотемпературное поле Сибири // Геология и геофизика. – 1997. – № 11. – С. 1716–1729.
5. Дучков А.Д., Лысак С.В., Балобаев В.Т. и др. Тепловое поле недр Сибири. – Новосибирск: Наука, 1987. – 190 с.
6. Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 134 с.
7. Макаренко Ф.А., Сергиенко С.И. Глубинный тепловой поток в локальных нефтегазоносных структурах континентов // Известия АН СССР. Серия геологическая. – 1974. – № 1. – С. 70–76.
8. Подгорных Л.В., Хуторской М.Д. Карта планетарного теплового потока масштаба 1:30 000 000 (объяснительная записка). – СПб: Изд-во ВНИИ Океангеологии, 1997. – 33 с.
9. Смыслов А.А., Суриков С.Н., Вайнблат А.Б. Геотермическая карта России. Масштаб 1:10 000 000 (объяснительная записка). – М.-СПб.: Изд-во Госкомвуз, СПбГГИ, Роскомнедра, ВСЕГЕИ, 1996. – 92 с.

10. Потапов И.И. Геотектоника. – Ростов-на-Дону: Изд-во Ростов. ун-та, 1964. – 256 с.
11. Смыслов А.А., Моисеенко У.И., Чадович Т.З. Тепловой режим и радиоактивность Земли. – Л.: Недра, 1979. – 191 с.
12. Ященко И.Г. Анализ пространственных, временных и геотермических изменений высоковязких нефтей России // Известия Томского политехнического университета. – 2006. – Т. 309 – № 1. – С. 32–39.
13. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Геостатистический анализ распределения нефтей по их физико-химическим свойствам // Геоинформатика. – 2004. – № 2. – С. 18–28.
14. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Физико-химические свойства нефтей: статистический анализ пространственных и временных изменений. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. – 109 с.
15. Ан В.В., Козин Е.С., Полищук Ю.М., Ященко И.Г. База данных по химии нефти и перспективы ее применения в геохимических исследованиях // Геология нефти и газа. – 2000. – № 2. – С. 49–51.
16. Ан В.В., Козин Е.С., Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Геоинформационная система для исследования закономерностей пространственного распределения ресурсов нефти и газа // Проблемы окружающей среды и природных ресурсов. – 2000. – № 11. – С. 15–24.
17. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Тяжелые нефти: аналитический обзор закономерностей пространственных и временных изменений их свойств // Нефтегазовое дело. – 2005. – № 3. – С. 21–30.
18. Словарь по геологии нефти и газа. – Л.: Недра, 1988. – 679 с.
19. Федоров С. МПР приняло новую классификацию // Нефть и капитал. – 2005. – № 12. – С. 16–17.

УДК 004.942